



НГТУ
НЭТИ



О подходе к оптимизации добычи с использованием химических методов воздействия на пласт

М.Г. Персова¹, Ю.Г. Соловейчик¹, И.И. Патрушев¹,
А.С. Овчинникова¹, А.В. Насыбуллин², Е.В. Орехов²

¹Новосибирский государственный технический университет

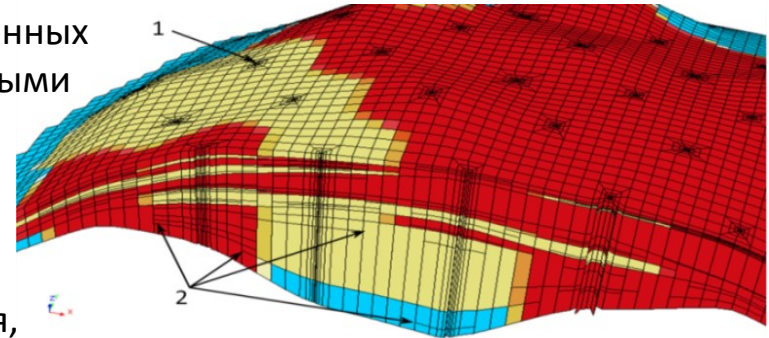
²Альметьевский государственный нефтяной институт

Адрес для связи: mpersova@mail.ru

Гидродинамический симулятор

1. Гидродинамический симулятор*:

- основан на методе конечных элементов на шестигранных несогласованных сетках со специальными радиальными сетками вокруг скважин;
- основан на полной компонентно-фазовой модели;
- учитывает произвольную анизотропию среды;
- учитывает зависимость фазовых свойств от давления, насыщенностей и массовых долей компонент;
- учитывает переходы компонент между фазами и др.



Пример сетки для моделирования
1 – скважины, 2 – терминальные узлы

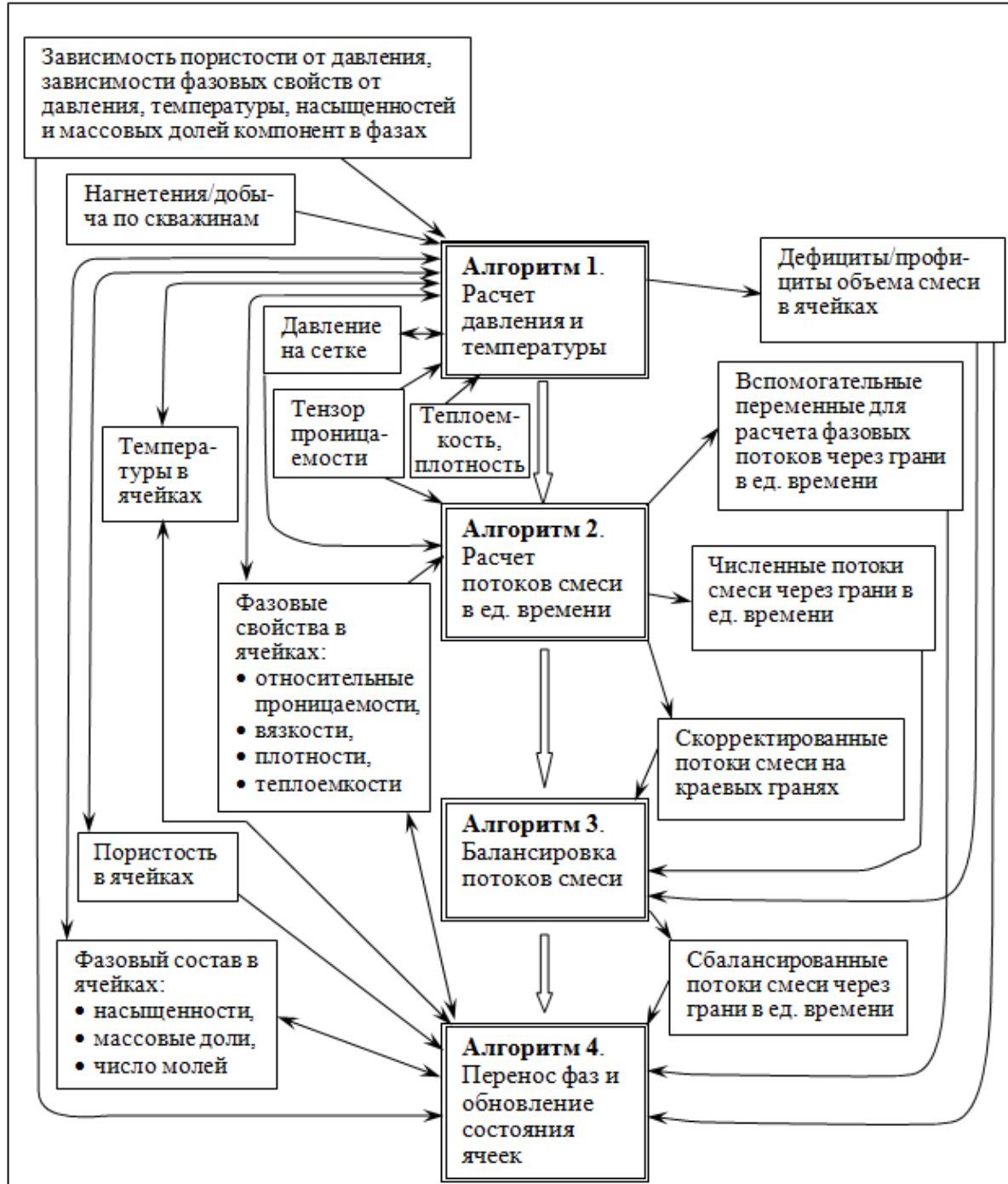
Пример компонентно-фазовой модели:

Фазы	Компоненты					
	вода	нефть	газ	...	полимер	ПАВ
вода	X				X	X
нефть		X	X			
газ			X			
эмульсия	X	X				X
другие дополнительные фазы						

*A method of FE modeling multiphase compressible flow in hydrocarbon reservoirs /
Y.G. Soloveichik, M.G. Persova et al. //Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering.
2022. – Vol. 390. – Art. 114468 (49 p.). – DOI: 10.1016/j.cma.2021.114468

Гидродинамический симулятор.

Общая схема



Механизмы воздействия ПАВ

1. Снижение межфазного натяжения с ростом концентрации ПАВ с соответствующим повышением капиллярного числа и снижением остаточной нефтенасыщенности*

Связь капиллярного числа N_c с межфазным натяжением σ :

$$N_c = \frac{\mu \cdot V \cdot \Phi}{\sigma} \quad (1)$$

μ - динамическая вязкость воды в мПа·с; V - линейная скорость фильтрации в м/с; Φ - пористость

Остаточная нефтенасыщенность перевычисляется по формуле (Т-параметр):

$$\tilde{S}^{o,res} = S_{min}^{o,res} + \frac{S^{o,res} - S_{min}^{o,res}}{1 + T \cdot N_c} \quad (2)$$

$S^{o,res}$ - остаточная нефтенасыщенность при вытеснении водой.

*Скрипкин А.Г., Кольцов И.Н., Мильчаков С.В. Экспериментальные исследования кривой капиллярного осушения при закачке ПАВ-полимерной композиции // ПРОнефть. 2021. Т. 6, № 1. С. 40–46.

2. Образование эмульсии «вода+ПАВ+нефть»** с более низкой вязкостью

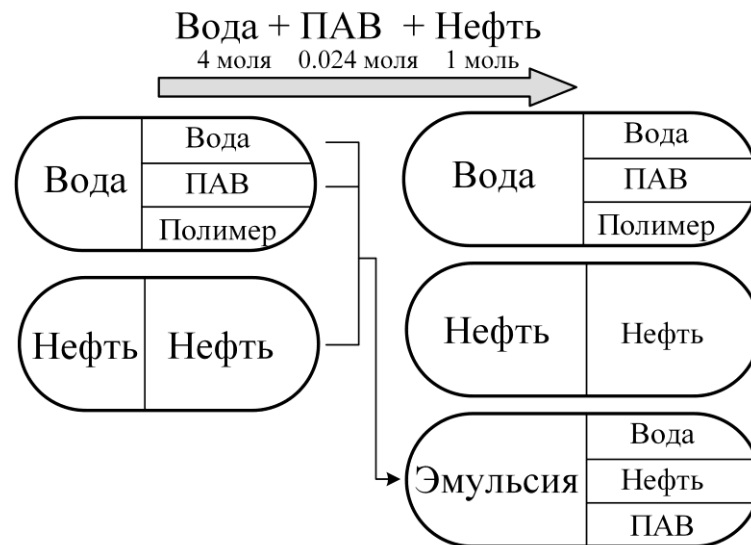


Схема образования фазы «эмульсия»

** Y.Wang et al. Performance of a good-emulsification-oriented surfactant-polymer system in emulsifying and recovering heavy oil// Energy Science & Engineering. 2019. DOI: 10.1002/ese3.499

Влияние полимера в обоих случаях моделируется изменением вязкости воды по таблице в зависимости от концентрации полимера в фазе «вода»

Механизмы воздействия ПАВ

2. Образование эмульсии «вода+ПАВ+нефть» с более низкой вязкостью.

Количество молей ПАВ, которые могут вступить в реакцию на ячейке:

$$\Delta n_{\Omega_i}^{sw} = \min(n_{\Omega_i}^{sw} \cdot v \cdot \Delta t, n_{\Omega_i}^{sw}) \quad (1)$$

Количество вступающих в реакцию и образующихся веществ на ячейке вычисляются как:

$$\Delta n_{\Omega_i}^{lm} = n_{\Omega_i}^{lm} \cdot \frac{\Delta n_{\Omega_i}^{sw}}{n_{\Omega_i}^{sw}} \quad (2)$$

Вычисляются новые значения количества вещества компонент, участвующих в реакции, и их массовые доли.

Для реагирующих веществ: $\hat{n}_{\Omega_i}^{lm} = n_{\Omega_i}^{lm} - \Delta n_{\Omega_i}^{lm}$, $\hat{\chi}_{\Omega_i}^{lm} = \frac{(n_{\Omega_i}^{lm} - \Delta n_{\Omega_i}^{lm}) \cdot M_l}{\sum_{j \in L^m} (n_{\Omega_i}^{jm} \cdot M_j) - \Delta n_{\Omega_i}^{lm} \cdot M_l}$ (3)

Для образующихся веществ: $\hat{n}_{\Omega_i}^{l'm'} = n_{\Omega_i}^{l'm'} + \Delta n_{\Omega_i}^{l'm'}$, $\hat{\chi}_{\Omega_i}^{l'm'} = \frac{(n_{\Omega_i}^{l'm'} + \Delta n_{\Omega_i}^{l'm'}) \cdot M_{l'}}{\sum_{j \in L^k} (n_{\Omega_i}^{jm'} \cdot M_j) + \Delta n_{\Omega_i}^{l'm'} \cdot M_{l'}}$ (4)

Фазовые проницаемости для нефти («о») и эмульсии («е») считаем по формуле :

$$\kappa^m = \frac{S^m - S_{res}^m}{\sum_{m'=o,e} (S^{m'} - S_{res}^{m'})} \tilde{\kappa}^{oe} (S^o + S^e), \quad m = o, e \quad (5)$$

Процедуры автоадаптации и оптимизации

Автоадаптация:

$$\Phi^\gamma(\Theta) = \sum_{l=1}^{KL} \beta_l \left(\sum_{w=1}^{N_w} \sum_{t=1}^{KT} (\omega_{lwt} \delta \mathcal{E}_{lwt}(\Theta))^2 \right) + \sum_{p=1}^{N_p} \gamma_p (\theta_p - \bar{\theta}_p)^2 \rightarrow \min_{\Theta}$$

KL - число типов данных, измеренных по скважинам: давление, дебит нефти, накопленная нефть, обводненность и др.;

N_w - число скважин;

$\delta \mathcal{E}_{lwt}(\Theta)$ - разность расчетных и наблюдаемых данных;

β_l, ω_{lwt} - весовые функции.

Оптимизация:

$$\Phi^\gamma(\Theta) = \left(\int_t \alpha_1 |V^{sum,oil}(\Theta, t) - V^{sum,oil,*}(t)| dt \right)^2 + \sum_{w=1}^{N_w} \left(\int_t \alpha_2 V_w^{water,inj}(\Theta, t) dt \right)^2 + \sum_{w=1}^{N_w} \left(\int_t \alpha_3 M_w^{ch}(\Theta, t) dt \right)^2 + \sum_{p=1}^{N_p} \gamma_p (\theta_p - \bar{\theta}_p)^2 \rightarrow \min_{\Theta}$$

$V^{sum,oil}$ - общий объем добытой нефти;

$V^{sum,oil,*}$ - желательный объем добытой нефти;

$V_w^{water,inj}$ - объем закаченной жидкости;

M_w^{ch} - масса хим.агентов; α_i - весовые коэф.

N_p - число параметров θ_p ; $\theta_p, \bar{\theta}_p$ - параметры на текущей и предыдущей итерациях;

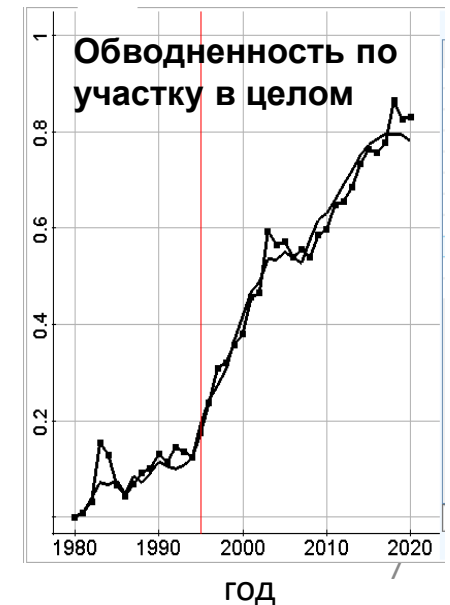
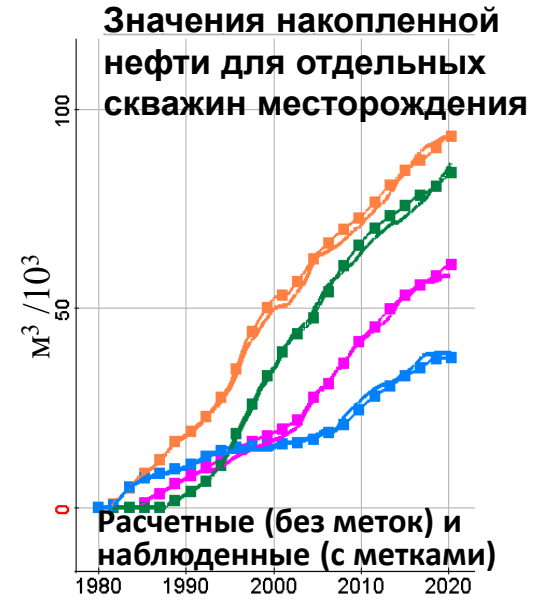
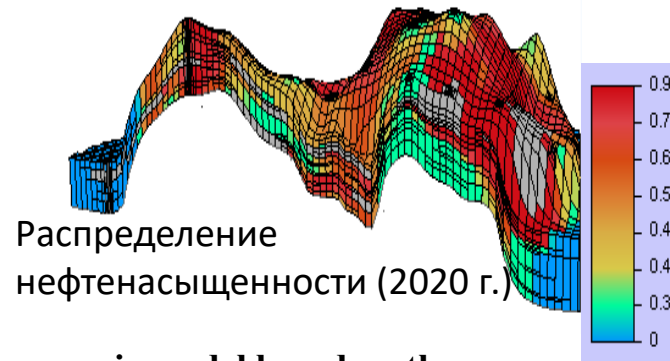
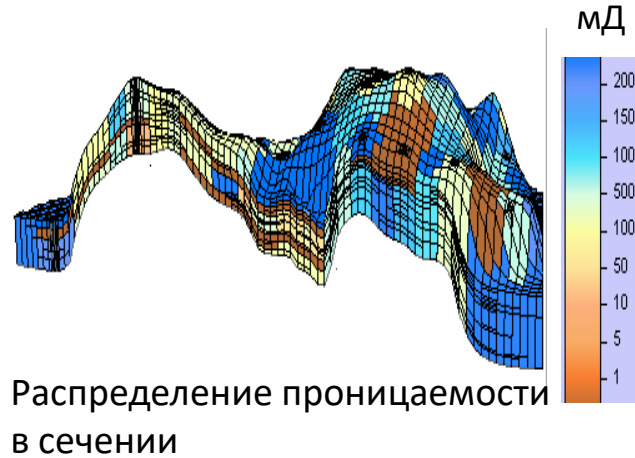
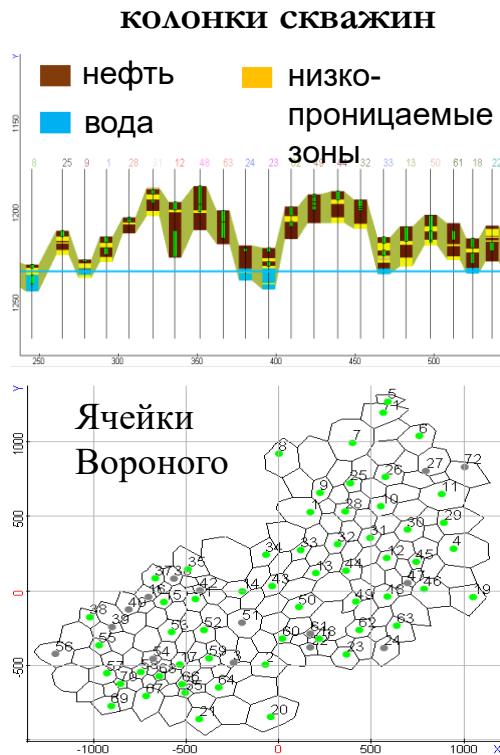
γ_p - параметры регуляризации

Схемы сделаны на общий случай, количество типов данных в автоадаптации и количество критериев (показателей разработки) в оптимизации может быть увеличено

Модель для исследования

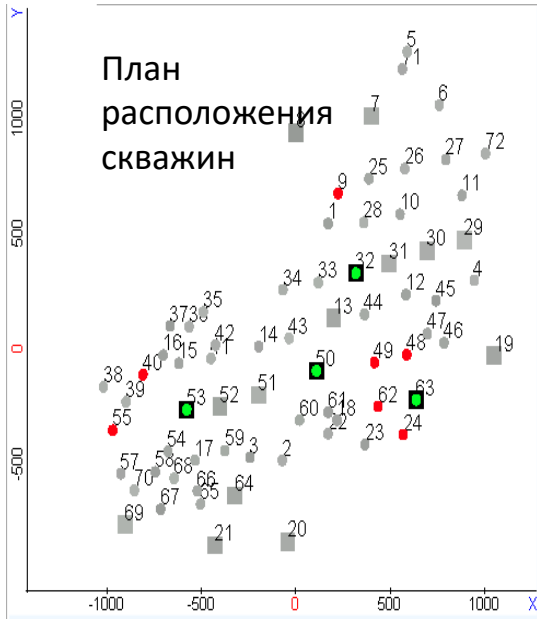
Модель месторождения высоковязкой нефти (97 мПа·с) была получена в результате автоадаптации* за период 1980-2020 гг. Подбиралось 500 параметров. Время счета 3 дня, 128 вычислительных ядер.

Входные данные:



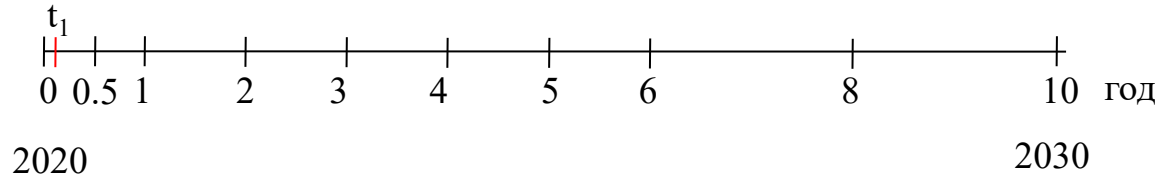
* The design of high-viscosity oil reservoir model based on the inverse problem solution /M.G. Persova, Y.G. Soloveichik et al. // Journal of Petroleum Science and Engineering, 2021, 199, 108245. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108245>

План расположения скважин, параметризация и весовые коэффициенты



- добывающие скважины
- нагнетательные скважины
- выключенные скважины
- скважины

Границы временных интервалов для оптимизации



ПАВ(0.5%) - полимер (0.2%) закачиваются только в первый интервал времени.

Параметры оптимизации (всего 114):

- закачка/добыча на временных подынтервалах для 11 скважин;
- t_1 (начальная величина – 60 дней) – только для нагнетательных скважин.

Ограничения:

- 1) давление 10-200 атм.;
- 2) скважина выключается, если обводненность больше 0.95 или добывается менее 1 тонны нефти;
- 3) *объем добываемой жидкости не более 40 м³/сут., закач. – 80 м³/сут.*

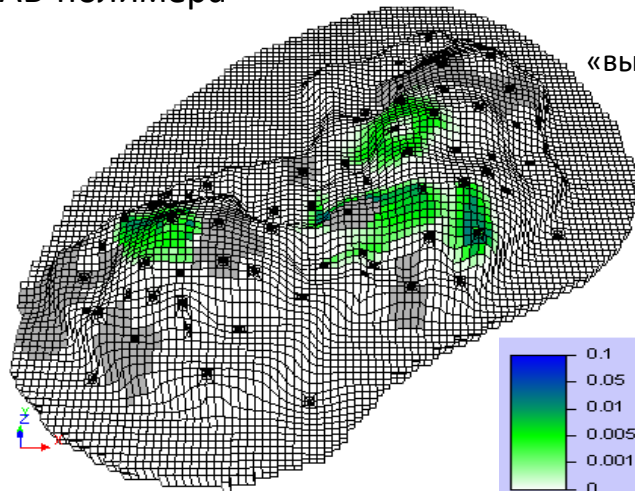
Весовые коэф./ Режим	«слабая» экономия	«сильная» экономия	«очень слабая» экономия
α_1 макс. нефтедобычи	12	12	12
α_2 мин. закачки	10^{-5}	10^{-5}	10^{-5}
α_3 мин.массы хим. агентов	10^{-4}	10^{-3}	10^{-5}

Результаты оптимизации

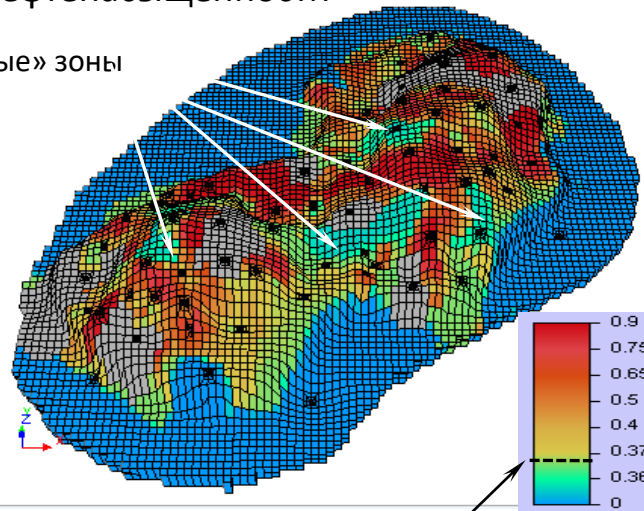
- 1) режимы работы нагнетательных и добывающих скважин;
- 2) прогнозы нефтедобычи по скважинам и суммарно;
- 3) пространственно-временное прогнозное состояние ГГДМ

Прогноз после 10 лет (один срез пласта) для первого механизма:

Распределение
ПАВ-полимера



Распределение
нефтенасыщенности

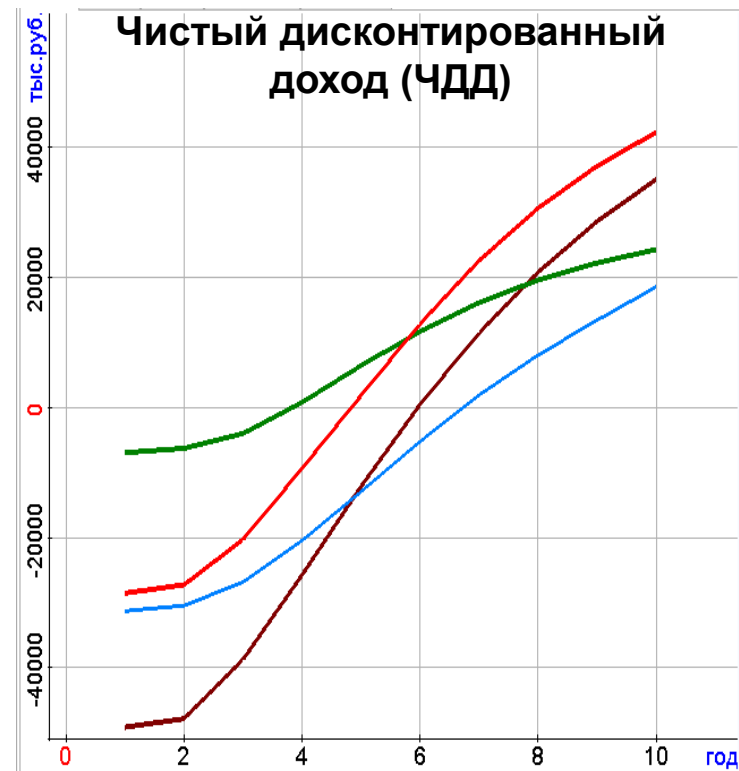
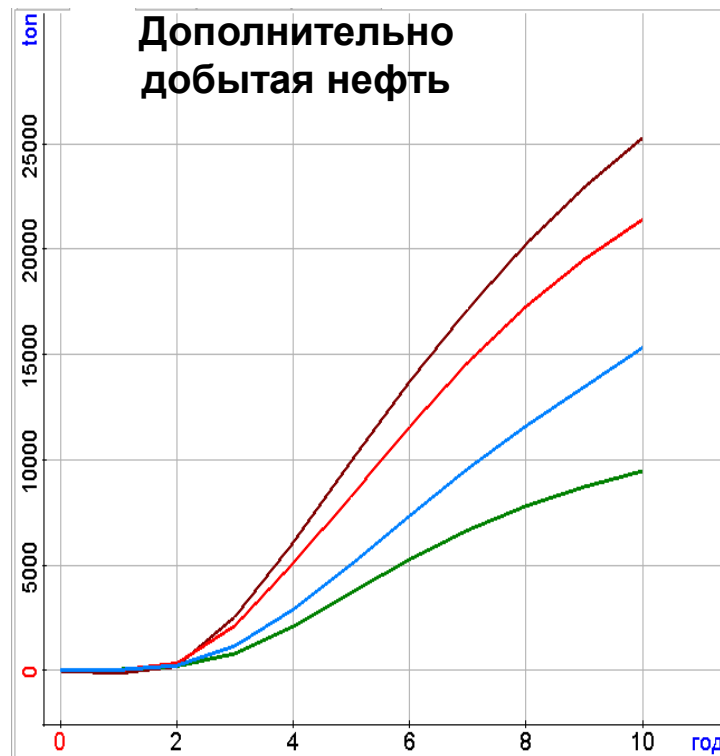


Низкопроницаемые зоны

Остаточная нефтенасыщенность

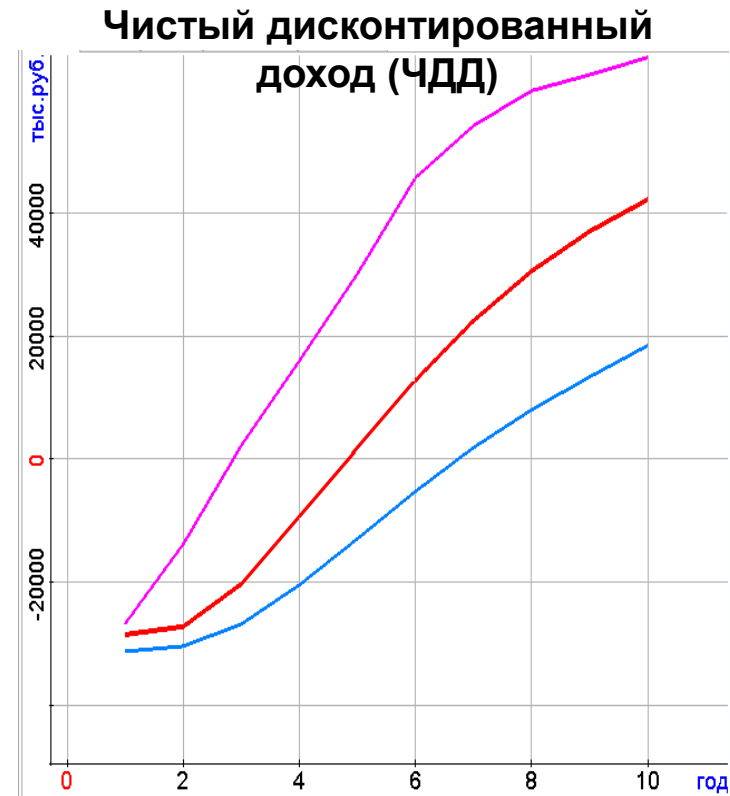
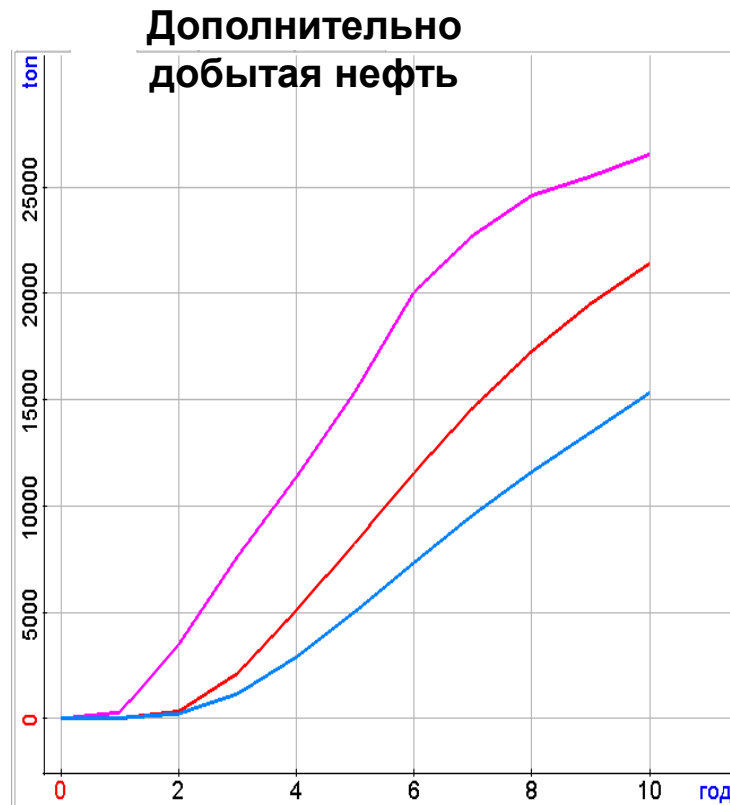
Вычислительное время: около 5 часов на 78 вычислительных ядрах (Intel I7)

Результаты оптимизации для механизма «снижения остаточной нефти»



- оптимизация при «слабой» экономии агента
- оптимизация при «сильной» экономии агента
- оптимизация при «очень слабой» экономии агента
- стартовый режим (без оптимизации)

Результаты оптимизации для механизма «снижения остаточной нефти»

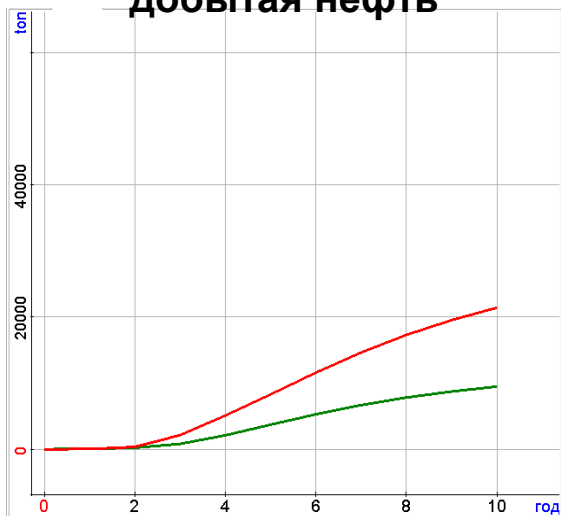


- оптимизация при «слабой» экономии агента
- стартовый режим (без оптимизации)
- оптимизация при «слабой» экономии агента **без** ограничения на объемы добычи/закачки жидкости

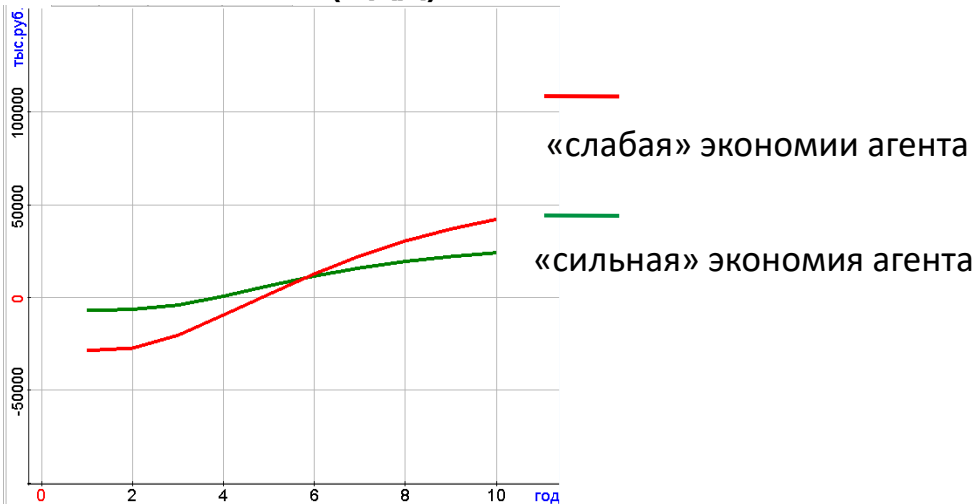
Сравнение результатов оптимизации для двух механизмов воздействия ПАВ

Снижение межфазного натяжения

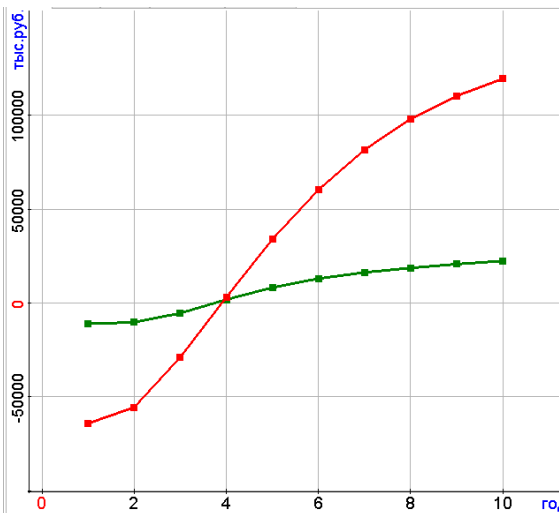
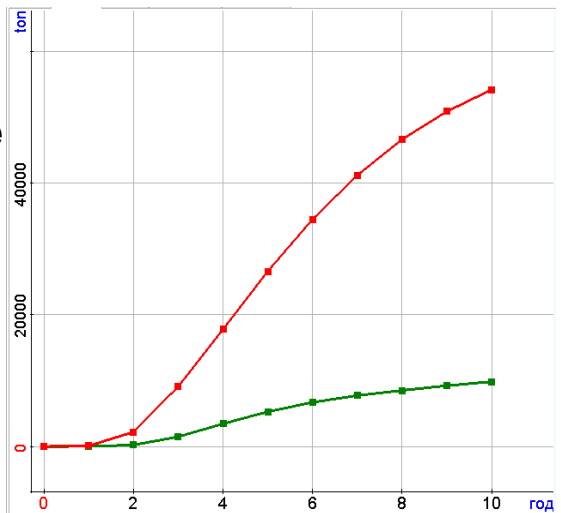
Дополнительно добытая нефть



Чистый дисконтированный доход (ЧДД)

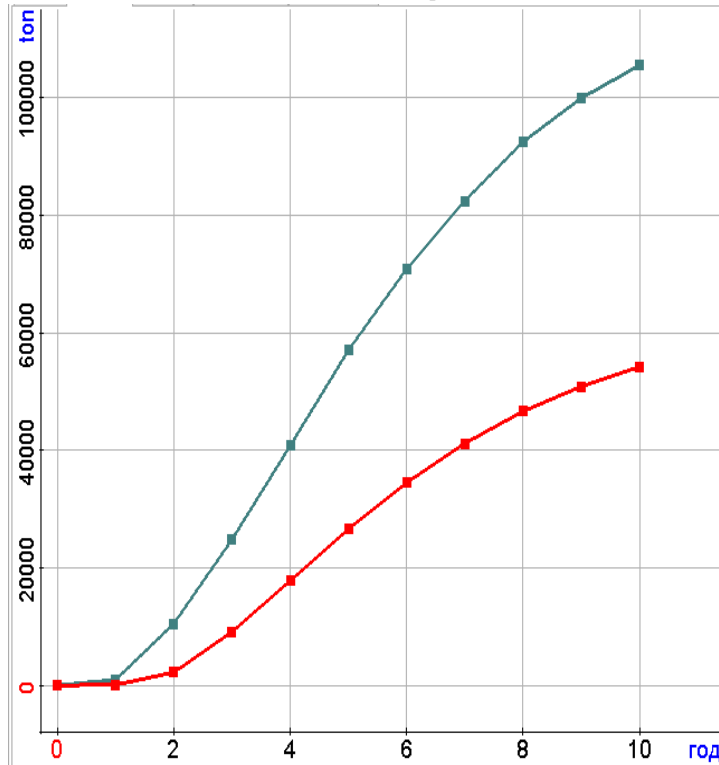


Образование эмульсии

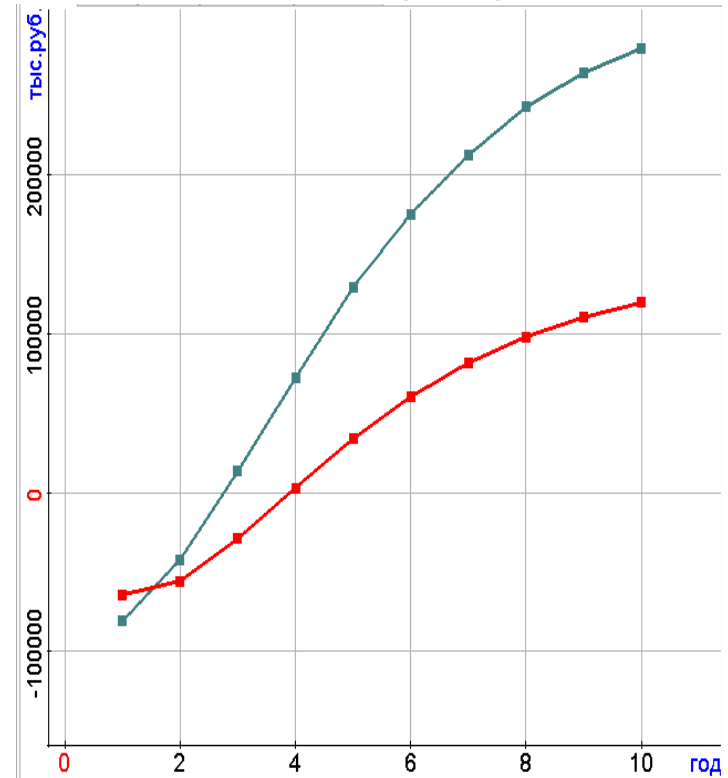


Влияние вязкости эмульсии

Дополнительно добытая нефть

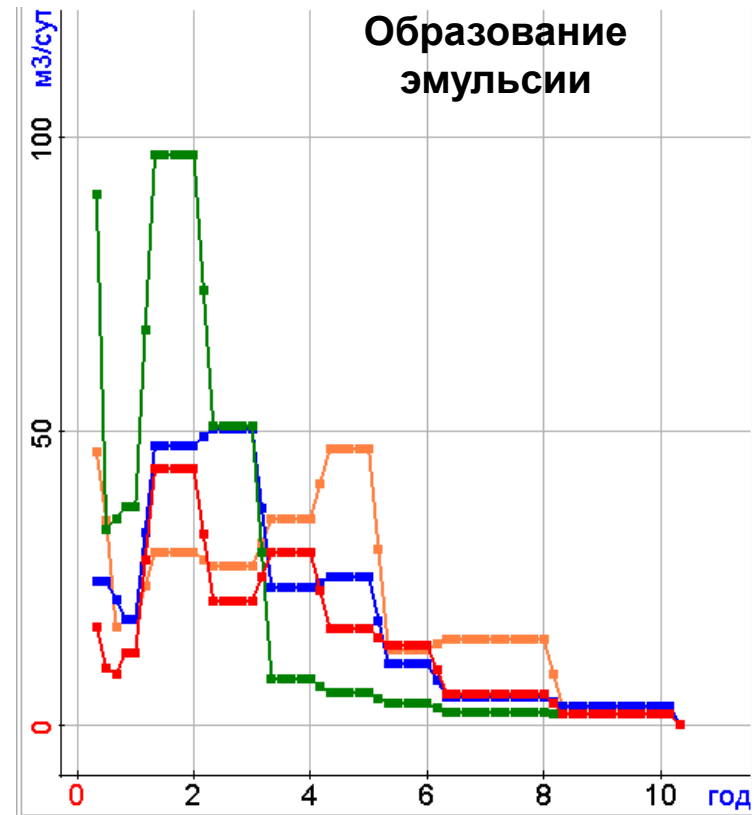
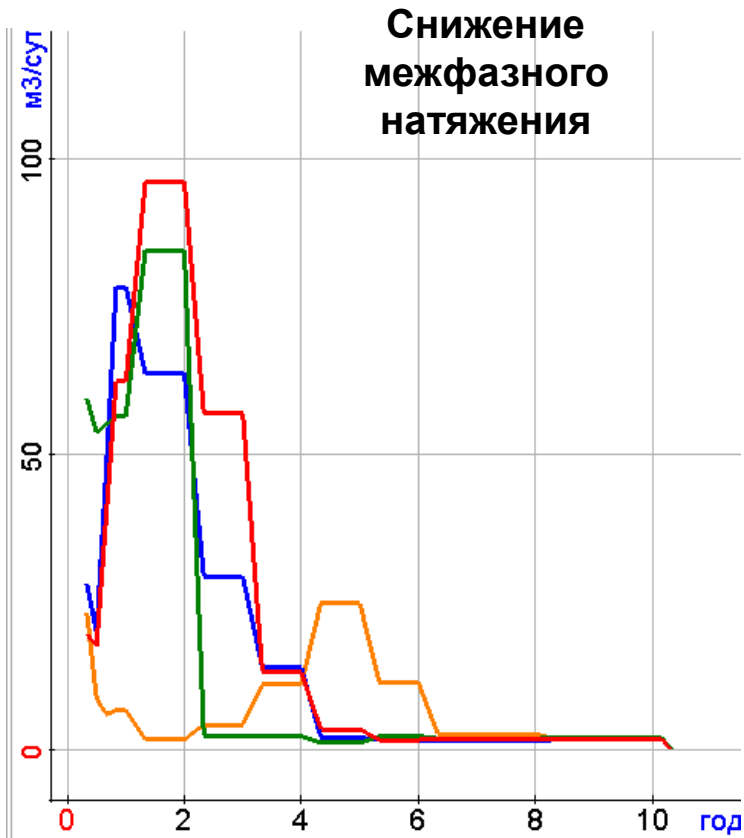


Чистый дисконтированный доход (ЧДД)



- «слабая» экономии агента; вязкость эмульсии 20 мПа·с
- «слабая» экономии агента; вязкость эмульсии 9 мПа·с

Распределение объемов закачки по времени, полученные при оптимизации



— скважина № 32

— скважина № 53

— скважина № 50

— скважина № 63

Заключение

Предложен подход к оптимизации разработки нефтяных месторождений с использованием химических методов воздействия на пласт.

Подход основан на специальной целевой функции, которая включает в себя основные показатели разработки, и использует цифровую модель месторождения, полученную в результате автоадаптации за предыдущий период. В свою очередь, подход, используемый при автоадаптации, обеспечивает достаточно точный прогноз.

Предложенный подход позволяет выбирать различные стратегии оптимизации и учитывать различные механизмы воздействия химических методов на пласт.

Предлагаемый подход позволяет снизить трудозатраты на проектирование и повысить качество принятия решений.

При этом важно отметить, что перед оптимизацией необходимо провести эксперименты на образцах рассматриваемого месторождения при различных концентрациях закачиваемых хим.агентов и скоростях с целью определения механизмов воздействия и их параметров.